

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.7 DINAMICA DEI CLIENTI IDONEI CONSUMATORI FINALI TRA OTTOBRE 1999 E APRILE 2002

	OTTOBRE 1999	APRILE 2000	APRILE 2001	APRILE 2002
CLIENTI IDONEI (numero)	322	750	1.088	1.388
CLIENTE FINALE	271	529	604	708
GRUPPO	19	58	77	91
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	15	41	81	103
CONSORZIO	13	97	272	352
SOCIETÀ CONSORTILE	4	25	54	86
MULTISITO NAZIONALE	-	-	-	48
SITI DI CONSUMO*	656	3.711	7.929	10.581
CLIENTE FINALE	271	529	604	708
GRUPPO	90	429	506	548
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	36	102	215	335
CONSORZIO	157	2.019	5.084	6.812
SOCIETÀ CONSORTILE	102	632	1.520	1.713
MULTISITO NAZIONALE	-	-	-	465
CONSUMO (TWh)	36,7	79,7	97,1	124,2
CLIENTE FINALE	30,8	56,1	58,4	69,7
GRUPPO	2,8	5,2	8,1	7,4
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	1,6	2,7	4,4	5,4
CONSORZIO	0,9	9,0	20,2	26,6
SOCIETÀ CONSORTILE	0,6	6,7	5,9	10,5
MULTISITO NAZIONALE	-	-	-	4,6
CONSUMO PER SITO (GWh)	56,0	21,5	12,2	11,7
CLIENTE FINALE	113,8	106,0	96,7	98,4
GRUPPO	31,0	12,2	15,9	13,6
IMPRESA C.F. SOCIETARIA	45,1	26,9	20,4	16,1
CONSORZIO	5,5	4,4	4,0	3,9
SOCIETÀ CONSORTILE	5,9	10,5	3,9	6,1
MULTISITO NAZIONALE	-	-	-	9,9

Un notevole impulso con effetti rilevanti sulla dinamica delle diverse tipologie di idoneità si è invece avuto, verso la fine del 2001, in previsione sia dell'abbassamento della soglia di idoneità a 9 GWh dall'1 gennaio 2002, sia dell'estensione del riconoscimento a quei clienti finali il cui consumo risulta complessivamente superiore a 40 GWh, come somma dei consumi nei vari punti di misura sul territorio di imprese giuridicamente affiliate. L'incremento delle richieste è stato molto maggiore dell'atteso, probabilmente perché la maggior parte dei clienti con consumi compresi tra 9 e 20 GWh/anno avevano già l'accesso al mercato libero attraverso consorzi o altra forma di raggruppamento. Molte imprese di media dimensione hanno, infatti, preferito attendere la riduzione della soglia a 9 GWh/anno anziché affidarsi, anche temporaneamente, ai consorzi di acquisto.

A partire dal mese di novembre, circa il 40 per cento delle nuove richieste di riconoscimento erano provocate dall'abbassamento della soglia. Meno di un terzo di queste si riferiva a siti già idonei, in quanto appartenenti a consorzi. In un numero significativo di casi si trattava di richieste di modifica di idoneità con la ricomposizione in gruppi di imprese costituite in forma societaria. Un numero rapidamente crescente di richieste, ricevute nei mesi di novembre e dicembre e nei mesi successivi, ha riguardato il riconoscimento di idoneità nella forma di multisito nazionale di siti precedentemente riconosciuti idonei nell'ambito di consorzi, o di gruppi di imprese costituite in forma societaria. Infine, un numero apprezzabile di richieste concerneva spostamenti tra consorzi. Infatti, la concorrenza tra consorzi per assicurarsi clienti finali, sia nuovi sia già iscritti in altri, sembra essersi intensificata nel corso del 2002 con il consolidamento dei consorzi più affermati.

Le richieste di riconoscimento sono poi aumentate da una media di circa 50-60 punti di misura alla settimana a oltre 300 nel mese di dicembre 2001, e sono rimaste a questo livello per tutto il mese di gennaio 2002. Hanno contribuito a tale aumento anche le scadenze per l'assegnazione della capacità di importazione e per le aste, come stabilito dal provvedimento CIP n. 6/92. Tali scadenze hanno determinato una corsa al riconoscimento di nuovi siti anche in forma consorziata.

L'entrata di nuovi
soggetti nel mercato
libero nel 2002

Il flusso di richieste è tornato a un livello normale solo verso la fine di marzo 2002. Tuttavia, altre impennate sono previste nel corso del 2002, per via di due nuovi fattori che riguardano l'accesso al mercato libero dei Comuni e l'ulteriore abbassamento della soglia a 100 MWh/anno.

L'Anci (Associazione nazionale comuni italiani) ha da tempo posto il problema del riconoscimento di idoneità per i suoi associati, considerando i potenziali vantaggi in termini di risparmi di spesa per le finanze dei Comuni. Tuttavia,

presi singolarmente, i siti di prelievo delle utenze comunali non sono in genere tali da permettere il conferimento di idoneità, in quanto sottendono consumi inferiori a 1 GWh/anno. La questione è stata approfondita in apposite riunioni tecniche con gli Uffici dell'Autorità, che hanno coinvolto oltre agli esponenti dell'Anci, anche rappresentanti del Ministero delle attività produttive, del Ministero dell'economia e delle finanze e di altri ministeri. Si è riscontrato che le modalità previste dalla delibera n. 91/99 dovrebbero già permettere il conferimento di idoneità in base al concetto di sito come "insieme di punti di misura che insistono su un'area nella disponibilità di un unico soggetto".

Su questa base si è concordato di riconoscere l'idoneità a un insieme di punti di prelievo, quando esista un fattore strutturale unificante e determinante per l'esercizio delle attività: per esempio, nel caso di reti di illuminazione pubblica, di acquedotti e/o fognature, di telecomunicazioni, impianti di risalita ecc. L'applicazione di tale concetto alle utenze comunali si ritiene possibile, riconoscendo come fattori unificanti le strade comunali e altre eventuali reti che rientrano nella disponibilità dei Comuni e che sono essenziali per l'esercizio delle loro funzioni istituzionali. Una soluzione in tal senso è stata approvata nell'ambito della seduta della Conferenza Stato/città e autonomie locali del 4 aprile 2002. Essa dovrebbe permettere il conferimento di idoneità a circa 150 Comuni con consumi superiori a 9 GWh/anno come clienti finali singoli, e a circa 1.500 Comuni con consumi superiori a 1 GWh/anno come clienti finali componenti di consorzi di acquisto.

L'art. 10 della legge 5 marzo 2001, n. 57, ha ulteriormente abbassato la soglia per il riconoscimento di idoneità a 100 MWh/anno "a decorrere dal novantesimo giorno dalla cessione, da parte dell'Enel, di non meno di 15.000 MW di capacità produttiva". Tale abbassamento comporta un notevole aumento nel numero potenziale di clienti idonei, stimabile nell'ordine di 100.000 soggetti, con il coinvolgimento anche di una molteplicità di piccole attività commerciali. Un simile ampliamento porterà probabilmente a una forte accelerazione delle richieste di riconoscimento verso la fine del 2002 e potrebbe rendere necessarie modifiche operative nelle procedure di riconoscimento.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 3.8 DINAMICA DEL RICONOSCIMENTO DI IDONEITÀ A CLIENTI FINALI
TRA OTTOBRE 1999 E APRILE 2002

REGIONI	CONSUMO TOTALE (TWh)				NUMERO DI SITI				CONSUMO PER SITO (GWh)				GRADO DI APERTURA (%)			
	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02	OTT 99	APR 00	APR 01	APR 02
VALLE D'AOSTA	0,1	0,3	0,3	0,3	1	2	2	3	52,3	148,6	142,9	100,3	7,9	43,9	44,4	45,7
PIEMONTE	4,6	7,6	9,9	13,7	101	342	915	1.164	45,9	22,3	10,8	11,7	23,8	39,3	48,8	66,3
LOMBARDIA	10,0	21,3	22,9	33,8	211	1.081	2.400	3.195	47,3	19,7	9,5	10,6	22,5	47,2	47,0	67,7
LIGURIA	0,5	1,0	1,3	1,6	4	55	125	174	119,8	17,9	10,3	9,2	11,1	23,0	29,2	35,8
VENETO	3,9	9,9	10,9	12,7	147	802	1.214	1.536	26,5	12,3	9,0	8,3	19,0	47,0	48,7	54,8
TRENTINO ALTO ADIGE	0,8	1,2	1,6	1,9	11	126	229	259	73,9	9,6	7,0	7,5	21,2	31,7	40,4	47,7
FRIULI VENEZIA GIULIA	2,9	4,1	4,7	4,8	23	213	330	401	125,9	19,3	14,3	12,0	41,8	59,1	65,0	65,2
EMILIA ROMAGNA	1,5	4,8	7,1	9,3	36	305	801	1.093	42,3	15,8	8,8	8,5	9,3	28,6	39,7	50,7
TOSCANA	3,0	4,6	5,9	7,0	32	243	618	753	92,6	18,7	9,6	9,3	22,1	32,5	40,8	46,9
MARCHE	0,4	1,2	1,5	1,8	10	132	227	343	44,5	9,0	6,5	5,3	10,6	26,9	30,3	36,4
UMBRIA	1,9	2,4	2,9	2,9	7	37	117	129	267,8	65,0	24,5	22,1	44,7	55,9	64,1	61,5
LAZIO	1,1	2,6	4,9	5,7	17	166	346	476	67,1	15,8	14,0	11,9	9,5	21,2	37,3	41,8
ABRUZZO	0,8	1,8	2,1	2,5	10	34	128	199	81,0	51,8	16,7	12,7	18,3	38,3	44,0	50,3
MOLISE	0,0	0,0	0,1	0,5	-	-	6	48	-	-	15,5	10,5	0,0	0,0	9,8	50,8
CAMPANIA	0,9	1,8	2,4	4,9	13	52	133	217	68,5	33,9	17,9	22,6	10,1	19,5	25,9	50,8
PUGLIA	1,2	3,1	3,9	5,0	12	42	104	218	99,8	72,7	38,0	22,7	11,3	27,9	34,6	41,5
BASILICATA	0,2	0,3	0,6	0,9	3	24	57	76	54,1	12,6	10,9	12,1	9,6	17,1	34,5	49,5
CALABRIA	0,4	1,1	0,9	0,8	3	11	27	37	122,1	99,2	34,1	22,1	13,8	45,6	36,3	32,6
SICILIA	1,7	5,7	7,2	7,3	10	34	97	151	167,9	168,7	73,9	48,5	16,7	52,8	61,9	61,1
SARDEGNA	0,9	4,9	6,0	6,7	5	10	53	109	183,6	494,7	113,6	61,0	11,9	61,6	70,0	76,7
ITALIA	36,7	79,7	97,1	124,2	656	3.711	7.929	10.581	56,0	21,5	12,2	11,7	18,6	39,5	45,5	56,6

Le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nel mercato della vendita ai clienti idonei

Elemento essenziale per una reale apertura del mercato è la definizione di un sistema tariffario trasparente e non discriminatorio, in cui siano facilmente enucleabili, dai vari soggetti concessionari di pubblico servizio, gli elementi tariffari connessi con i diversi servizi erogati, a condizioni regolate dall'Autorità. La trasparenza è infatti condizione necessaria per una scelta consapevole, da parte del cliente, tra mercato libero e mercato vincolato. Il Testo integrato precedentemente citato (delibera n. 228/01) da un lato ha uniformato la disciplina del servizio di trasporto per i clienti di entrambi i mercati e, dall'altro, ha consentito di individuare e separare chiaramente i corrispettivi a copertura dei costi di trasporto a carico di tutti i clienti finali rispetto ai corrispettivi per il servizio di vendita a carico dei soli clienti del mercato vincolato.

Assegnazione della capacità di importazione per il 2002

Nell'ambito degli interventi dell'Autorità che hanno contribuito alla promozione della concorrenza nel mercato della vendita ai clienti idonei, va ricordato il citato provvedimento di allocazione della capacità di trasporto sulle reti di interconnessione per l'importazione ed esportazione dell'energia elettrica (delibera n. 301/01). Nel definire le regole per le importazioni di elettricità in condizioni di scarsa capacità di interconnessione, l'Autorità ha infatti operato in modo da difendere il potere contrattuale dei clienti idonei italiani, rispetto agli operatori esteri, in presenza di prezzi medi europei dell'energia elettrica significativamente inferiori a quelli del nostro paese.

Le modalità di assegnazione della capacità sulla frontiera Nord Occidentale, pari a 1.800 MW (al netto dei contratti pluriennali destinati al mercato vincolato), sono state concordate tra l'Autorità e la *Commission de régulation de l'électricité* francese, dando così vita alla prima area di libero scambio dell'elettricità in Europa. Agli abituali accordi diretti tra imprese e Gestori di rete sono state sostituite, infatti, regole certe e trasparenti applicate indifferentemente a tutti gli operatori interessati (grossisti, *trader*, clienti idonei finali). Le modalità di assegnazione prevedono sia una ripartizione primaria pro rata, per bande superiori a 3 MW, sulla base delle richieste pervenute al Gestore della rete, sia la costituzione di un mercato secondario mensile e settimanale di aggiustamento delle forniture. Sul mercato secondario vengono trattate anche le nuove capacità che si rendano disponibili in corso d'anno e i quantitativi *spor.* Per evitare speculazioni o comportamenti accaparratori di risorse scarse e attribuite in maniera gratuita, all'assegnazione pro rata e al mercato secondario

rio potranno partecipare solo clienti finali e operatori già collegati a essi. Con la delibera n. 301/01, sono state assegnate le bande di capacità disponibili per l'interconnessione con l'estero sia sulla frontiera orientale sia su quella occidentale (Tav. 3.2). In particolare, il 31 per cento circa dei 1.953 MW complessivi è stato assegnato per un periodo di tre anni (2002-2005) a 48 clienti finali disponibili a distacchi di carico senza preavviso, mentre il restante 69 per cento sono stati assegnati su base annuale a 74 operatori.

Cessione sul mercato libero dell'energia prodotta da fonti rinnovabili

L'Autorità ha infine definito, per il 2002, le procedure concorsuali per la cessione sul mercato libero dell'energia elettrica incentivata, prodotta da fonti rinnovabili e assimilate come previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive del 10 dicembre 2001; esso modifica e integra il precedente decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 21 novembre 2000. Come per il 2001, è stato previsto un meccanismo di assegnazione attraverso tre distinte aste al rialzo: la prima è riservata ai clienti idonei finali interrompibili senza preavviso, la seconda è riservata ai clienti interrompibili con preavviso, mentre la terza è aperta a tutti. Le aste partono da un prezzo base fissato con decreto ministeriale.

I risultati delle procedure concorsuali per l'assegnazione della capacità produttiva assegnabile su base annuale (al massimo 4.500 MW assegnabili con continuità) hanno evidenziato i seguenti risultati:

- la capacità produttiva riservata ai clienti finali disponibili a distacchi di carico istantanei pari a 500 MW è stata assegnata a un prezzo medio di circa 1,243 centesimi di euro/kWh a cui si aggiunge il 67,6 per cento del parametro Ct in vigore, in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità;
- 820 MW dei 1.500 MW di capacità produttiva riservata ai clienti finali disponibili a distacchi di carico con preavviso è stata assegnata a un prezzo medio di circa 1,493 centesimi di euro/kWh a cui si aggiunge il 67,6 per cento del parametro Ct in vigore, in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità;
- della restante capacità produttiva disponibile su base annuale, 2.290 MW sono stati assegnati a un prezzo medio di circa 2,427 centesimi di euro/kWh, e i rimanenti 890 MW sono stati attribuiti a un prezzo medio di circa 2,428 centesimi di euro/kWh, entrambi aumentati del 67,6 per cento del parametro Ct in vigore, in base all'ultimo aggiornamento dell'Autorità.

TAV. 3.9 PREZZI DI CESSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA ANNO 2001

Valori in lire/kWh e centesimi di euro/kWh

	ENERGIA GWh	PREZZO lire/kWh	PREZZO centesimi di euro/kWh
INTERROMPIBILI SENZA PREAVVISO	4.322	77,6	4,007
INTERROMPIBILI CON PREAVVISO	3.848	80,8	4,173
ALTRI	26.132	105,4	5,443
TOTALE MERCATO LIBERO	34.303	99,1	5,118
CESSIONI AL MERCATO VINCOLATO	20.200	130,2	6,724
PREZZO MEDIO DI CESSIONE AL MERCATO LIBERO E VINCOLATO	54.503	110,6	5,712

Il Gestore della rete, al quale i produttori cedono l'energia ai prezzi incentivati, provvede allo svolgimento delle aste. Nessuno dei partecipanti può acquisire una quota superiore al 20 per cento dell'energia disponibile per ciascuna asta, né una quota superiore al 15 per cento dell'energia complessiva.

A seguito di ricorso presentato dall'Enel, il Tribunale amministrativo regionale (TAR) per la Lombardia ha parzialmente sospeso il meccanismo sopra indicato. Per garantire l'esigenza di certezza degli operatori sulle effettive disponibilità nel 2002, l'Autorità ha rinunciato a presentare ricorso contro la decisione del TAR; ha inoltre modificato il tetto agli acquisti possibili da parte di un solo operatore sul complesso delle tre aste, due delle quali già concluse, elevandolo dal 15 al 20 per cento. Contrariamente al solito, lo stesso limite è stato previsto per il mercato secondario.

In conclusione, in attesa dell'affermarsi di una molteplicità di operatori nell'offerta di energia, così da garantire una maggiore competitività nel processo di formazione dei prezzi, l'attribuzione della capacità produttiva, incentivata dal provvedimento CIP n. 6/92, e l'allocazione delle bande d'importazione rese disponibili permettono, per il 2002, la disponibilità di un'offerta stimabile in circa 60 TWh a disposizione del mercato libero; questa è però ancora inadeguata a soddisfare la domanda potenziale espressa dai clienti idonei, stimabile all'aprile 2002 in 124 TWh.

DISTRIBUZIONE E VENDITA AL MERCATO VINCOLATO

Il monopolio locale della distribuzione e il mercato della fornitura ai clienti vincolati

Razionalizzazione
e sviluppo pluralistico
della distribuzione

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede che sia “rilasciata una sola concessione di distribuzione per ambito comunale” (fatto salvo quanto disposto, per le regioni e province autonome, dall’art. 16 del medesimo decreto) e che le società di distribuzione partecipate dagli enti locali possano chiedere all’Enel la cessione dei rami di azienda dedicati all’esercizio dell’attività di distribuzione nei comuni nei quali esse servono almeno il venti per cento delle utenze.

Nel corso del 2001 e dei primi mesi del 2002, 44 società hanno richiesto, per l’approvvigionamento di 67 comuni, le concessioni di distribuzione da parte del Ministero dell’industria, del commercio e dell’artigianato. Ulteriori concessioni devono essere ancora rilasciate ai Comuni che gestiscono il servizio di distribuzione dell’energia elettrica in economia e alla stessa Enel.

È stata altresì completata la cessione da parte di Enel Distribuzione S.p.A. di porzioni di rete di distribuzione in alcuni ambiti comunali, quali Roma, Torino, Trieste e Parma (Tav. 3.10) che hanno riguardato complessivamente oltre un milione di clienti finali.

TAV. 3.10 **CESSIONI DI PORZIONI DI RETE DI DISTRIBUZIONE
DA PARTE DI ENEL DISTRIBUZIONE ALL'APRILE 2002**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AC.E.GA.S. S.p.A.	Trieste	1	29/03/00	31/03/00
ACEA S.p.A.	Roma	2	27/06/01	01/07/01
AEM Cremona S.p.A.	Cremona	1	21/03/02	01/04/02
AEM Tirano S.p.A.	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
AEM Torino S.p.A.	Torino	1	21/12/01	31/12/01
AMIAS	Selvino (BG)	1	23/09/00	12/12/00
AMPS S.p.A.	Parma	1	27/12/00	01/01/01
AMSP S.p.A.	Seregno (MI)	1	29/03/01	31/03/01
ASPM di Soresina	Soresina (CR)	1	28/02/02	01/03/02
ASSM S.p.A.	Tolentino (MC)	1	21/12/01	01/01/02
Azienda San Severino Marche S.p.A.	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	01/03/02

Fonte: Eleborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

In altri ambiti comunali, quali Sondrio e Imola, Enel Distribuzione ha già raggiunto accordi (si è in attesa della stipula del contratto) per la cessione della propria porzione di rete di distribuzione. Trattativa analoga, che riguarda più di 500.000 ulteriori clienti finali, non si è invece ancora conclusa nel caso di alcuni Comuni – tra cui Milano, Verona, Modena, Vicenza, Sanremo, Trani, Terni, Vercelli e Gorizia. Il comma 4, dell'art. 9, del decreto legislativo n. 79/99, prevedeva che le operazioni di cessione avvenissero entro il 31 marzo del 2001; in alcuni di questi casi le parti non sono riuscite a trovare un accordo sulla cessione e hanno fatto ricorso alla procedura di arbitraggio.

TAV. 3.11 **IMPRESE CHE HANNO AVVIATO LA PROCEDURA DI ARBITRAGGIO, PER LA DETERMINAZIONE DELLA CONSISTENZA DEI BENI, IL LORO VALORE E LE UNITÀ DI PERSONALE DA TRASFERIRE ALL'APRILE 2002**

RAGIONE SOCIALE	CITTÀ	N. COMUNI	STATO DELL'ARBITRAGGIO
AEM S.p.A. Milano	Milano	2	Concluso ma impugnato da Enel
AGSM Verona S.p.A.	Verona	2	In fase avanzata
AIM Vicenza S.p.A.	Vicenza	1	In fase avanzata
AMAIE S.p.A.	Sanremo (IM)	1	In fase avanzata
AMEA S.p.A.	Paliano (FR)	1	In fase avanzata
AMET S.p.A.	Trani (BA)	1	In fase avanzata
ASM Terni S.p.A.	Terni	1	(da avviare)
ASPEA S.p.A.	Osimo (AN)	1	In fase avanzata
AST S.p.A.	Recanati (MC)	1	In fase avanzata
ATEnA Vercelli S.p.A.	Vercelli	1	In fase avanzata
Azienda Multiservizi Goriziana S.p.A.	Gorizia	1	In fase avanzata
Azienda Servizi Polverigi S.r.L.	Polverigi (AN)	1	In fase avanzata
Camuna Energia S.r.L.	Cedegolo (BS)	2	(da avviare)
Coop. Agricola Forza e Luce	Aosta	3	Con perimetro in corso di definizione
META S.p.A.	Modena	1	In fase avanzata

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La medesima Enel Distribuzione, infine, sempre nel corso del 2001 e dei primi mesi del 2002, ha a sua volta ottenuto rami di azienda dedicati all'attività di distribuzione. Tali acquisizioni hanno finora riguardato meno di 10.000 clienti finali: i casi più significativi, in termini di utenti, sono riportati nelle tavole 3.12 e 3.13.

TAV. 3.12 **IMPRESE CHE HANNO CEDUTO COMPLETAMENTE L'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE A ENEL DISTRIBUZIONE ALL'APRILE 2002**

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEC Arrone	Arrone	1	20/04/01	01/05/01
AEC Jenne	Jenne (RM)	1	08/11/01	01/01/02
AEC Montefranco	Montefranco	1	24/07/00	25/07/00
AEC Pozzomaggiore	Pozzomaggiore (SS)	1	28/02/02	28/02/02
AEC San Gemini	San Gemini (TR)	2	21/12/01	01/03/02
SEM Musellarese di E. Sarra S.n.C.	Musellaro	3	04/06/01	01/07/01

Fonte: Eleborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

TAV. 3.13 **IMPRESE CHE HANNO CEDUTO PARTE DELL'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE A ENEL DISTRIBUZIONE ALL'APRILE 2002**

IMPRESA CEDENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AEM Tirano S.p.A.	Tirano (SO)	1	24/05/01	01/06/01
ASPM di Soresina	Soresina (CR)	2	28/02/02	01/03/02
ASSM S.p.A.	Tolentino (MC)	6	21/12/01	01/03/02
Azienda San Severino Marche S.p.A.	San Severino Marche (MC)	1	01/03/02	In attesa parere AGCM

Fonte: Eleborazioni su dati Enel S.p.A. e Ministero delle attività produttive.

Attività di regolazione economica della distribuzione

Il servizio di trasporto per i clienti finali

Il Testo integrato che ha semplificato la disciplina del servizio trasporto prevede per i clienti finali un meccanismo analogo a quello dell'abrogata delibera del 29 dicembre 1999, n. 204, per la regolazione del servizio di fornitura ai clienti del mercato vincolato. L'Autorità ha pertanto definito i vincoli tariffari nell'ambito dei quali i distributori, con una certa flessibilità, possono proporre proprie opzioni tariffarie⁶.

Per l'anno 2002 entro il 15 novembre 2001 gli esercenti l'attività di distribuzione hanno presentato le opzioni tariffarie base e speciali, relative al servizio di trasporto da applicare all'utenza a partire dall'1 gennaio 2002. Con delibera del 27 dicembre 2001, n. 322, l'Autorità ha reso noti gli esiti del processo di valutazione delle proposte di opzioni tariffarie per il servizio di trasporto base e speciale, e ha provveduto a respingere le opzioni incompatibili con il Testo integrato. La delibera ha anche previsto un regime tariffario imposto per il periodo 1 gennaio 2002-31 dicembre 2002 da applicare ai soggetti esercenti, per le tipologie contrattuali diverse dall'utenza domestica, per le quali all'1 gennaio 2002 non fossero in vigore opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto.

Nel complesso, l'Autorità ha valutato opzioni tariffarie base per il servizio di trasporto proposte da 174 distributori e opzioni tariffarie speciali per il servizio di trasporto proposte da 39 distributori. Nell'ambito della loro verifica, 3 distributori hanno avuto una o più opzioni base rigettate in quanto non conformi ai criteri stabiliti dal Testo integrato. Sedici distributori non hanno invece proposto alcuna opzione. Le opzioni tariffarie approvate dall'Autorità sono state pubblicate sul proprio sito Internet.

6 Occorre ricordare che le opzioni tariffarie per il servizio di trasporto sono destinate alla copertura di costi in parte sotto il controllo diretto del distributore (in generale i costi relativi all'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica), e in parte originatisi a monte dell'attività di distribuzione (in generale i costi infrastrutturali della rete di trasmissione nazionale).

Servizio di connessione alle reti elettriche

Nell'ambito delle garanzie di servizio universale, con particolare riferimento alla regolazione dell'accesso alle reti con obbligo di connessione di terzi, l'Autorità ha avviato la riforma delle norme relative alle condizioni di allacciamento. Il primo passo è rappresentato dalla delibera 26 marzo 2002, n. 50, che fissa le condizioni di erogazione del servizio di connessione con le reti elettriche, sia di trasmissione sia di distribuzione, con tensione nominale superiore a 1 kV. In tale contesto l'Autorità, ponendosi obiettivi di promozione della concorrenza e dell'efficienza, ha previsto l'introduzione di maggiore flessibilità nella definizione di diritti e doveri degli utenti (intendendo in questo senso sia i clienti finali, sia i generatori) e dei gestori delle reti. In particolare, sarà previsto che agli utenti della rete sia lasciata la possibilità di scegliere se richiedere di essere collegati alla rete del distributore competente territorialmente, piuttosto che alla rete di trasmissione nazionale, nel rispetto di alcuni limiti tecnici. A tal fine, il distributore e il Gestore della rete proporranno a ciascun utente una propria soluzione di connessione con le relative condizioni tecniche e di prezzo, lasciandogli la scelta della soluzione ritenuta più conveniente. Vale comunque la pena di precisare che, indipendentemente dalla flessibilità introdotta, l'obbligazione generale di connettere alla rete elettrica l'utente che ne faccia richiesta resta inalterata tanto per i distributori quanto per il Gestore della rete.

Attività di regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato**Il servizio di vendita per i clienti vincolati non domestici**

Con riferimento alle condizioni per l'erogazione del servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato con contratti diversi da quelli per l'utenza domestica in bassa tensione, il citato Testo integrato ha definito una componente a copertura dei costi di acquisto e di vendita dell'energia elettrica, denominata componente CCA. Essa, fissata direttamente dall'Autorità e aggiornata bimestralmente, risulta articolata per fasce orarie per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria; mentre non è differenziata per gli altri clienti finali. I distributori hanno comunque la facoltà di offrire anche opzioni tariffarie, dette ulteriori, per il servizio di vendita, che i clienti potranno scegliere in alternativa alla componente CCA. Per l'anno 2002, 11 distributori le hanno, infatti, presentate. Tali opzioni, oggetto di verifica da parte dell'Autorità, sono state approvate con la delibera n. 322/01, e pubblicate sul proprio sito Internet.

**Il servizio di vendita
per i clienti domestici**

In riferimento ai clienti vincolati con contratti per l'utenza domestica in bassa tensione, il regime previsto con il Testo integrato prevede una maggiore tutela rispetto alla generalità della clientela. Coerentemente con il regime introdotto con la delibera n. 204/99, l'Autorità fissa tariffe amministrare che ogni distributore deve obbligatoriamente offrire ai propri clienti domestici. Queste sono state determinate in modo tale da coprire i costi relativi al servizio di trasporto, di acquisto e di vendita dell'energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione. Ai distributori è comunque lasciata la libertà di proporre opzioni tariffarie dette ulteriori domestiche, con caratteristiche diverse da quelle delle tariffe obbligatorie, e ritenute più confacenti alle esigenze specifiche della clientela.

Le tariffe amministrare fissate dall'Autorità prevedono:

- una tariffa, denominata D2, applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza non superiore ai 3 kW;
- una tariffa, denominata D3, applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza superiore a 3 kW e a quelli stipulati per le abitazioni non di residenza;
- una tariffa, denominata D1, unica per tutti i clienti con contratti per l'utenza domestica in bassa tensione, la cui entrata in vigore è prevista a partire dal 2003.

Per l'anno 2002, i valori delle tariffe D2 e D3 sono stati fissati con la delibera 27 dicembre 2001, n. 316. Essi assumono tuttavia carattere provvisorio e sono stati decisi in considerazione degli aumenti che gli aggiornamenti tariffari, previsti nell'ambito del processo di graduale riallineamento delle tariffe D2 e D3 alla tariffa D1, avrebbero provocato, a partire dall'1 gennaio 2002, sui clienti domestici. Tali aumenti avrebbero infatti gravato anche sui clienti in situazioni di disagio economico, per i quali non è ancora stato definito l'apposito regime di protezione previsto nel nuovo ordinamento tariffario. In attesa dell'introduzione di tale regime, l'Autorità ha ritenuto opportuno ridefinire la transizione verso la tariffa D1, di cui al comma 22.1, del Testo integrato.

Sempre con riferimento all'anno 2002, 7 distributori hanno proposto opzioni tariffarie ulteriori domestiche. Queste, oggetto di verifica da parte dell'Autorità, sono state approvate con la delibera n. 322/01 e pubblicate sul proprio sito Internet. Con la delibera 28 gennaio 2002, n. 11, l'Autorità ha inoltre provveduto ad approvare le istanze di riesame relative alle opzioni ulteriori domestiche proposte da Enel Distribuzione S.p.A., Aem Milano S.p.A., Acea Distribuzione S.p.A., Aem Torino S.p.A., Agsm Verona S.p.A. e Deval S.p.A., precedentemente accettate con la delibera n. 322/01. Il riesame si è reso necessario per consenti-

re ai citati distributori di rendere compatibili le opzioni ulteriori domestiche proposte con i livelli tariffari per l'utenza domestica, introdotti dall'Autorità con la delibera n. 316/01.

Il servizio di trasporto su reti di distribuzione e il servizio di vendita alle imprese distributrici

Il Testo integrato, oltre a regolare l'erogazione dei servizi di trasporto e vendita dell'energia elettrica ai clienti finali, introduce norme specifiche finalizzate a disciplinare l'erogazione del servizio di trasporto a favore di imprese distributrici e di produttori di energia elettrica (vedi il paragrafo Attività di regolazione tecnica ed economica della rete di trasmissione e del servizio di trasporto di energia elettrica). In tale ambito vengono stabiliti i corrispettivi dovuti da distributori e produttori in relazione al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione.

Nel Testo integrato sono state inoltre incorporate le norme previste dalla delibera del 29 dicembre 1999, n. 205, concernenti le modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. Di conseguenza, l'Autorità ha definito i corrispettivi per il servizio di vendita alle imprese distributrici per la cessione di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato fino alla data di avvio di operatività dell'Acquirente Unico S.p.A. In particolare, l'impresa distributtrice che acquista energia elettrica è tenuta al pagamento del suo prezzo all'ingrosso, per la quantità destinata ai clienti del mercato vincolato, dalla stessa serviti. L'Autorità, con la delibera n. 318/01, ha determinato il prezzo di cessione dell'energia elettrica all'ingrosso per l'anno 2002 (vedi il paragrafo Gli obiettivi e le azioni dell'Autorità nella promozione della concorrenza nell'offerta).

Aggiornamenti annuali dei parametri e dei vincoli

Con la delibera 19 luglio 2001, n. 163, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare, per l'anno 2002, i parametri dei vincoli tariffari (valori delle componenti delle opzioni tariffarie TV1) e della tariffa D1 relativi alle attività di trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, in base al metodo del *price cap*, secondo quanto previsto dalla delibera n. 204/99.

In particolare, il valore di ciascuna componente è stato aggiornato applicando al valore della stessa nell'anno precedente sia il tasso di inflazione, calcolato da giugno 2000 a maggio 2001, pari al 2,8 per cento, sia il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti, pari al 4 per cento nel primo periodo regolatorio (2001-2003). Ai fini dell'aggiornamento è stata inoltre considerata la variazione, da un lato, del livello dei costi riconosciuti relativi all'attività di trasmissione, derivante da mutamenti del quadro normativo e, dall'altro, del livello dei costi riconosciuti relativi all'attività di distribuzione sulle reti di media e di bassa tensione, derivanti da recuperi di qualità del servizio.

La prima variazione è stata determinata considerando la cessione, nel corso dell'anno 2001, dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'Enel al Gestore della rete, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99. Poiché la gestione dei contratti riguardanti l'acquisto di energia elettrica, di cui al titolo IV, lettera b), del provvedimento CIP n. 6/92, era precedentemente svolta dalla società Terna S.p.A., la suddetta cessione dei diritti e delle obbligazioni ha comportato una variazione in aumento del livello del capitale investito della società Terna e, di conseguenza, una modificazione del livello dei costi riconosciuti. Ai miglioramenti di qualità del servizio elettrico, l'Autorità ha ritenuto opportuno destinare una quota pari a circa 100 miliardi di lire.

I valori sia delle componenti dell'opzione tariffaria TV1 e della tariffa D1, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasporto, sia dei costi relativi all'erogazione del servizio medesimo, determinati dall'Autorità con la delibera n. 163/01, sono stati riconfermati nel Testo integrato.

Aggiornamenti bimestrali

Dal primo bimestre 2001 al primo bimestre 2002, il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), di cui all'art. 6, comma 6.8, della delibera n. 70/97, come modificata e integrata da successive delibere, è diminuito, passando da 44,081 lire/Mcal (pari a 2,277 centesimi di euro/Mcal) a 31,871 lire/Mcal (pari a 1,646 centesimi di euro/Mcal). Tale riduzione riflette il decremento dei prezzi in dollari USA dei combustibili sui mercati internazionali e la rivalutazione dell'euro nei confronti della moneta americana. Nel periodo considerato è rimasta invece invariata la componente fiscale del costo unitario riconosciuto dei combustibili. Le aliquote delle accise sugli oli minerali e quelle dell'imposta sui consumi di carbone, fissate per l'anno 1999 dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, non sono state rideterminate per l'anno 2001. In occasione dell'aggiornamento tariffario relativo al primo bimestre 2001, in considerazione del miglioramento dell'efficienza media del parco termoelettrico, è stato altresì modificato l'indice di consumo specifico medio unico (Rt), che risulta ridotto a 2.260 kcal/kWh.

Per effetto della riduzione di Vt e della revisione di Rt, il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) è diminuito dalle 99,623 lire/kWh (pari a 5,145 centesimi di euro/kWh) del primo bimestre 2001, alle 72,042 lire/kWh (pari a 3,720 centesimi di euro/kWh) del primo bimestre 2002.

Nel periodo in esame, l'Autorità ha anche provveduto ad aggiornare le aliquote delle componenti tariffarie A e UC (vedi oltre). In conseguenza di ciò, sono

aumentate le componenti tariffarie A2, A3 e A6 che alimentano rispettivamente il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici distributrici dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica nella transizione.

In particolare, nel quarto bimestre 2001 l'Autorità ha disposto un aumento di 0,4 lire/kWh (pari a 0,02 centesimi euro/kWh) della componente tariffaria A2, al fine di generare il gettito necessario a coprire i costi di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile nucleare e delle attività connesse e conseguenti.

Nel corso dell'anno 2001, l'aliquota media della componente tariffaria A3 è aumentata di circa 7 lire/kWh (pari a 0,3 centesimi euro/kWh), per effetto di variazioni che hanno riguardato più bimestri; ciò come conseguenza dell'incremento delle necessità di gettito determinatosi sia dalla cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto dell'energia elettrica (comunque prodotta da altri operatori nazionali) dall'Enel al Gestore della rete, sia dall'esito delle procedure concorsuali previste dal decreto ministeriale 21 novembre 2000. Alle variazioni in aumento della componente A3 ha contribuito inoltre la diminuzione del valore del parametro Ct; essa ha comportato la riduzione del gettito derivante dalle disposizioni relative alla compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici e geotermoelettrici. Nel terzo bimestre 2001, l'Autorità ha aumentato di circa 1,8 lire/kWh (pari a 0,09 centesimi euro/kWh) la componente tariffaria A6, fissata in via prudenziale a 0,9 lire/kWh (pari a 0,04 centesimi euro/kWh) nel primo bimestre 2001; questo a seguito dell'entrata in vigore del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 17 aprile 2001, che ha stabilito l'esclusione degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici di potenza nominale superiore o uguale a 3 MW, non ammessi a contribuzione dal meccanismo di reintegrazione. La componente tariffaria UC2, destinata ad alimentare il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, è stata soppressa, in quanto sono cessate le esigenze di finanziamento dell'ulteriore componente di ricavo, di cui all'art. 6 della delibera n. 205/99. Tale componente era peraltro già stata azzerata a partire dal primo bimestre 2001, poiché per la copertura di tali esigenze sono state utilizzate le disponibilità derivanti dalla cosiddetta estrazione della rendita idroelettrica.